



ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Научная статья

УДК 622.245

EDN: NAJZRE

DOI: 10.21285/2686-9993-2024-47-2-149-157



О необходимости контроля миграции газа при цементировании скважин

Е.В. Аверкина^{a✉}, А.В. Коротков^b, Л.С. Алабердин^c

^{a-c}Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Россия

Резюме. В процессе строительства скважин и их эксплуатации часто возникают проблемы, связанные с проявлениями пластовых флюидов и их движением по заколонному пространству в результате некачественного цементирования. Значительные затраты средств и времени на ликвидацию заколонных и межколонных перетоков возможно снизить за счет эффективного предупреждения этих явлений. Цель данного исследования заключалась в представлении результатов анализа факторов, приводящих к образованию каналов движения пластовых флюидов при цементировании, а также в поиске решения проблемы заколонных перетоков в скважине. В ходе исследований авторами были рассмотрены механизмы процессов, протекающих при эволюции цементного раствора в затрубном пространстве скважин во время крепления обсадных колонн, существующие способы решения проблемы миграции пластовых флюидов, а также способы их предупреждения. В качестве наиболее перспективного, с точки зрения авторов, способа избежания негативных последствий данной проблемы предлагается метод предупреждения образования каналов миграции. Для его реализации разобран принцип работы лабораторной установки OFITE и метод моделирования скважинных условий работы цементного раствора. Приведены графики, полученные в результате испытаний цемента, и их интерпретация. Установлено, что в большинстве случаев цементные системы без модификации соответствующими реагентами не способны сдерживать миграцию флюида в процессе перехода из жидкого состояния в твердое, а также что миграция флюида происходит в течение критического периода при схватывании цемента – спустя 3–8 часов твердения. В результате проведенных работ выявлено, что выбранный способ оценки и модифицирования цементных систем позволяет повысить потенциал эффективного решения проблемы миграции пластовых флюидов путем снижения вероятности образования заколонных перетоков.

Ключевые слова: миграция газа, время переходного периода, цементирование, затрубное пространство, заколонные перетоки, крепление, тампонажный цемент, межколонное давление

Для цитирования: Аверкина Е.В., Коротков А.В., Алабердин Л.С. О необходимости контроля миграции газа при цементировании скважин // Науки о Земле и недропользование. 2024. Т. 47. № 2. С. 149–157. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-2-149-157>. EDN: NAJZRE.

TECHNOLOGY AND EQUIPMENT OF GEOLOGICAL EXPLORATION

Original article

To necessity of gas migration control under well cementing

Elena V. Averkina^{a✉}, Alexey V. Korotkov^b, Lev S. Alaberdin^c

^{a-c}Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

Abstract. Well construction and operation is often complicated by the occurrence of formation fluids and their movement through the annulus as a result of poor-quality cementing. It is possible to reduce costs and time for eliminating behind-the-casing and inter-casing flows significantly due to effective preventing of these phenomena. The purpose of the research is to present the analysis results of the factors causing the development of the formation fluid flow channels during cementing as well as to find a solution to the problem of well annulus flows. The research involved the examination of the mechanisms of the processes occurring under cement slurry evolution in the well annulus under well-casing, existing methods for solving the problem of formation fluid migration, as well as the ways to prevent them. The authors propose a method preventing the formation of migration channels, which they think is the most promising to eliminate the adverse effects of the named problem. To implement the method, the operation principle of the OFITE laboratory installation is analyzed as well as the modeling method for cement slurry borehole conditions. The graphs obtained as a result of cement tests and their interpretation are given. It has been determined that in most cases cement systems not modified by appropriate reagents are not able to restrain fluid migration during the transition from liquid to solid state. Moreover, fluid migration occurs during a

© Аверкина Е.В., Коротков А.В., Алабердин Л.С., 2024



critical period under cement setting after 3–8 hours of hardening. As a result of the work carried out, it was revealed that the chosen method of evaluating and modifying of cement systems makes it possible to increase the potential for an effective solution of the problem of formation fluid migration by decreasing the probability of behind-the-casing flow formation.

Keywords: gas migration, transition time, cementing, annulus, behind-the-casing flows, well-casing, oil-well cement, inter-casing pressure

For citation: Averkina E.V., Korotkov A.V., Alaberdin L.S. To necessity of gas migration control under well cementing. *Earth sciences and subsoil use*. 2024;47(2):149-157. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-2-149-157>. EDN: NAJZRE.

Введение

Миграция газа (флюида) в скважине представляет собой явление движения газа по затрубному пространству. Движение это в основном вертикальное, поскольку процесс миграции обусловлен разностью плотностей сред, находящихся в скважине. Оно вызывается многочисленными взаимосвязанными факторами, способствующими перемещению газа в затрубном пространстве обсадных колонн скважины.

Проблема миграции газа в процессе закладки тампонажного раствора, а также при его твердении является достаточно актуальной в наше время. Суть ее заключается в том, что миграция газа во время цементирования вызывает несвязность структуры получаемого цементного камня, вследствие чего возникает негерметичность цементного кольца, что в дальнейшем приводит к возникновению межколонных перетоков. Появляющиеся межколонные перетоки приводят к обводнению скважины и безвозвратной потере нефти и газа, а также создают угрозу для окружающей среды. Данному вопросу посвящено большое количество научных исследований и публикаций [1–3].

Авторы разделяют межколонные газопроявления на две группы: газопроявления, обусловленные непосредственным поступлением газа из продуктивных горизонтов через цементное кольцо по контакту цементного камня со стенками скважины и обсадной колонной; межколонные газопроявления, связанные с негерметичностью обсадных колонн [4, 5]. Поступление газа из пласта в заколонное пространство может произойти тогда, когда давление в затрубном пространстве в зоне газоносного интервала падает ниже величины давления пластового газа, то есть появляется градиент давления, действующий по направлению из пласта в скважину. Перетекающий газ может достигнуть либо устья, либо мигрировать в вышележащие пласты [6].

Наибольший интерес представляют факторы первой группы, так как в специфических

условиях скважин возникают различные процессы и явления, способствующие формированию флюидопроявляющих каналов в структуре цементного камня, который может разрушаться за счет явления осмоса, агрессивного воздействия высокоминерализованного пластового флюида, действия термических напряжений, депрессии на пласты, седиментации, упругой деформации обсадной колонны во время испытания ее на герметичность, перфорации и т. д. Анализируя причины появления этих каналов, можно условно разделить их на две группы: проявляющиеся во время ожидания затвердевания цемента и после. В основном это связывают с технологией крепления и применяемыми тампонажными материалами, не учитывающими фактические геолого-технические условия скважин [7–9].

Таким образом, решение проблемы обеспечения качественной изоляции затрубного пространства при цементировании скважин является важнейшей задачей.

Материалы и методы исследования

Рассмотрим механизмы процессов, протекающих при эволюции цементного раствора. Выделяются три основных периода:

1. Процесс гидратации. При смешении цемента с водой происходит растворение зерен вяжущего вещества, возникновение новообразований, образование пересыщенного раствора. В этом состоянии столб раствора полностью передает гидростатическое давление на пласт, чем препятствует внедрению флюида.

2. Структурообразование и схватывание. По мере роста кристаллов новообразований прочность коагуляционной структуры повышается, увеличивается число их контактов и возникает непосредственная связь между частицами [10]. Вместе с тем под действием перепада давлений цементный раствор способен отделять несвязную воду (процесс фильтрации). Преобладающее влияние в системе приобретают прочные химические связи, однако высокое значение фильтрации



нарушает процесс роста новообразований и снижает количество таких связей, что в свою очередь снижает прочность образующейся структуры. Именно в этот промежуток времени возникает риск миграции газа, так как в процессе структурообразования и водоотдачи гидростатическое давление столба снижается, но прочность структуры суспензии еще не способна препятствовать внедрению флюида. В начальной стадии схватывания цементного раствора, пока цемент имеет еще слабую структуру, остается возможность образования вязкоупругих трещин. Позднее, когда структура образующегося камня становится достаточно прочной, вторжение газа и последующее его перемещение продолжается в поровом пространстве, чтобы противостоять этому эффекту. Проникнув в поровое пространство, газ может подниматься благодаря выталкивающей силе. Также высокое давление в пласте может проталкивать газ дальше по затрубному пространству.

3. Твердение – окончательное формирование кристаллизационной структуры, имеющей высокую механическую прочность и упругие свойства. Разрушение связей между частицами таких структур необратимо. В большинстве случаев газ не может более мигрировать внутри кольцевого пространства, но остается возможность его движения через каналы на границах раздела сред или через места механических нарушений цементного камня [10–12].

Состояние тампонажного камня зависит от консистенции смеси к моменту схватывания. В результате неравномерного уплотнения смеси прочность и проницаемость различны по высоте столба тампонажного камня.

На основе вышесказанного можно выделить три основные причины миграции газа: выталкивающая сила, давление пласта и структурные изменения цемента.

Именно в процессе формирования камня в скважине и совершаются процессы, которые приводят к образованию в нем флюидопроводящих каналов, дающих начало таким явлениям, как фонтаны, перетоки флюидов и проявления межколонных давлений¹ [12–15].

Для решения проблемы миграции газа существуют следующие технические и технологические решения: установка заколонных пакеров или цементных мостов в потенциально

опасной зоне, проведение ремонтно-изоляционных работ после цементирования. Кроме ряда преимуществ, названные способы имеют некоторые недостатки в виде ограничения применения, усложнения технологии крепления и увеличения непроизводительного времени [16–19]. Также решить проблему заколонных перетоков возможно, приняв меры по предупреждению возникновения каналов в процессе крепления с помощью уменьшения проницаемости матрицы систем цементных растворов и регулировки их свойств. Определить факт миграции газа сквозь твердеющую смесь можно, используя метод исследования на лабораторном анализаторе миграции флюидов и газа OFITE.

Анализатор позволяет на конкретной тампонажной смеси спрогнозировать и оценить процесс миграции газа после доставки цементного раствора. На данной испытательной лабораторной установке возможно воспроизведение таких внутрискважинных условий, как температура, гидростатическое и пластовое давления, градиент давлений, вызывающий переток флюидов (прорыв) через цементное кольцо из области высокого давления в область низкого давления [4].

Процедура тестирования позволяет в реальном времени оценивать миграцию флюида в течение критического периода перехода цементного раствора из жидкого состояния в твердое, когда проникновение наиболее вероятно. Такие ключевые параметры, как водоотдача, гидравлическое давление столба цемента на пласт, стабильность матрицы цемента, объемы фильтрата, температура, расход газа и другие переменные величины непрерывно отслеживаются, автоматически измеряются, заносятся в базу данных компьютера и отображаются в реальном времени. На рис. 1 представлена принципиальная схема анализатора.

Ячейка анализатора оснащена полым поршнем, который в процессе испытания располагается над цементным раствором, и сетчатыми фильтрами. Давление гидростатики прикладывается к поршню, а давление газа (давление прорыва) оказывает воздействие на раствор через поршень. По мере затвердевания цементный раствор может становиться проницаемым, а газ – мигрировать сквозь него.

¹ Бекбаев А.А. Совершенствование рецептур облегченных расширяющихся тампонажных материалов: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15. Уфа, 2019. 24 с.

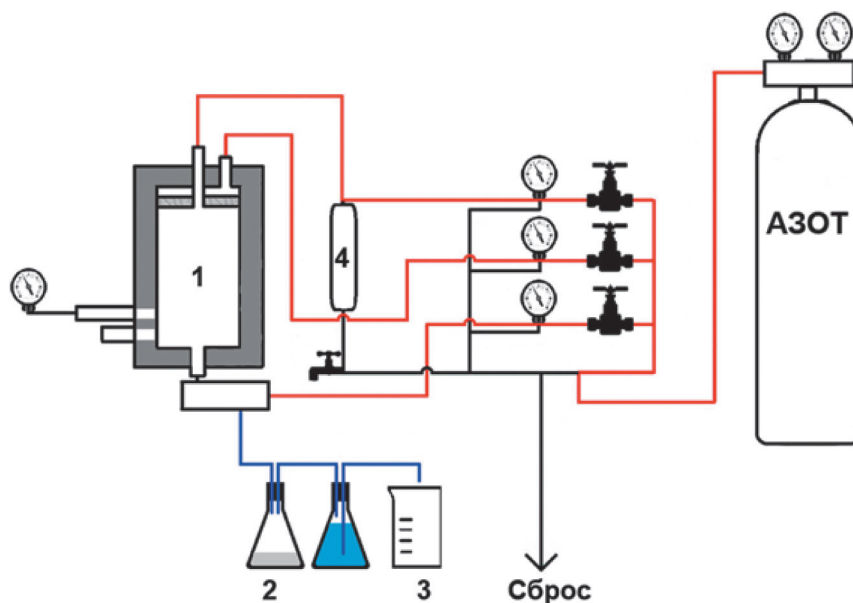


Рис. 1. Принципиальная схема анализатора:

1 – испытуемый раствор; 2 – фильтрат; 3 – объем прошедшего газа; 4 – верхний фильтрат

Fig. 1. Schematic diagram of the analyzer:

1 – test solution; 2 – filtrate; 3 – volume of the gas flown; 4 – upper filtrate

Процесс исследований осуществляется в следующей последовательности: цементный раствор, приготовленный согласно рекомендациям API 10B-2², кондиционируется в термобарическом консистометре с моделированием скважинных условий в течение расчетного времени его доставки на требуемый интервал крепления, затем помещается в ячейку анализатора миграции газа и тестируется согласно схеме испытания.

В результате исследований появляется комплекс данных для проведения анализа протекающих процессов с точки зрения миграции газа сквозь затвердевающую смесь – на границе процессов структурообразование-схватывание-твердение.

Результаты исследования и их обсуждение

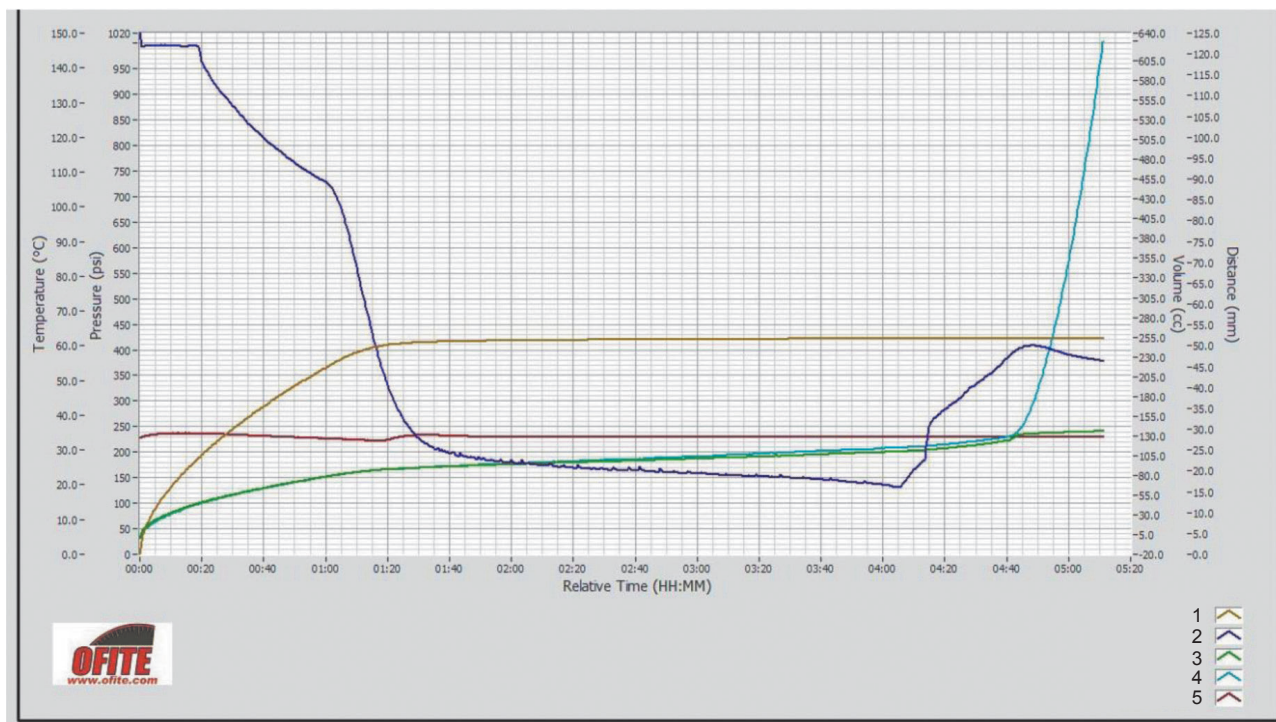
В исследовательской лаборатории кафедры нефтегазового дела Иркутского национального исследовательского технического университета проведен ряд исследований цементных систем, используемых при креплении обсадных колонн в интервалах возможных проявлений пластовых флюидов на месторождениях Восточной Сибири.

Выявлено, что в большинстве случаев цементные системы на основе портландцемента

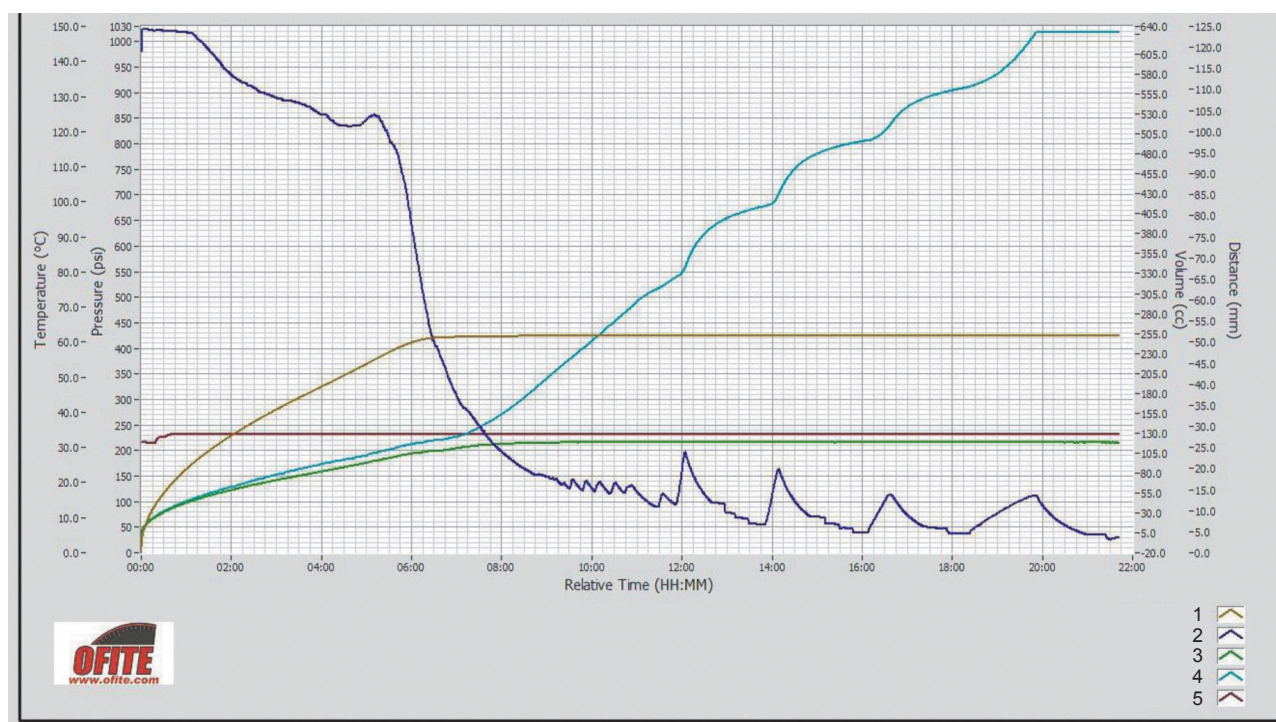
типа I-G, без модификации соответствующими реагентами допускают миграцию флюида в процессе перехода из жидкого состояния в твердое. Ниже приведены характерные графики (рис. 2) тестирования такого цементного раствора, отражающие наступление факта миграции из области высокого давления в область более низкого давления, о чем свидетельствует увеличение значения Gas Volume при неизменных показаниях шкалы Filtrate Volume. На основе серии экспериментов выделяется тот факт, что миграция флюида происходит в течение критического периода при схватывании цемента – спустя 3–8 часов твердения.

Интерпретируя полученные результаты очевидно, что за время тестирования давление, передаваемое столбом цементного раствора на датчик (Pore Pressure), снизилось до минимальных значений (ниже давления участка, имитирующего флюидо-проявляющий пласт) вследствие влияния совокупности факторов (фильтрация, усадка, набор прочности структуры геля, схватывание). Произошла миграция газа сквозь образцы от участка, имитирующего пласт с высоким давлением, к участку, имитирующему пласт с низким давлением, о чем свидетельствуют увеличения значений Gas Volume при неизменных показаниях шкалы Filtrate Volume (см. рис. 2).

² API RP 10B-2: 2013. Recommended practice for testing well cements. Режим доступа: <https://www.api.org/~media/files/publications/whats%20new/10b-2%20e2%20pa.pdf> (дата обращения: 05.02.2024).



a



b

Рис. 2. Графики протекающих процессов в цементном растворе с зафиксированными случаями миграции газа:

а – прорыв газа произошёл спустя 4 часа 47 минут; б – прорыв газа произошёл спустя 7 часов 30 минут
1 – Piston Distance, расстояние, пройденное поршнем под действием давления, имитирующего гидростатическое в затрубном пространстве, мм, на соответствующей шкале справа от графика; 2 – Pore Pressure, значение давления, передаваемого столбом цементного раствора под действием гидростатического давления, МПа, на соответствующей шкале слева от графика; 3 – Filtrate Volume, значение объема фильтрата, выделившегося из цементного раствора под действием давления, имитирующего гидростатическое в затрубном пространстве, см³, на шкале Volume справа от графика; 4 – Gas Volume, значение объема газа, см³, на шкале Volume справа от графика; 5 – Sample Temperature, значение температуры образца, °C, на соответствующей шкале слева от графика



Fig. 2. Graphs of the processes occurring in cement slurry with recorded cases of gas migration:

a – gas breakthrough occurred 4 hours 47 minutes later; b – gas breakthrough occurred 7 hours 30 minutes later
1 – Piston Distance, piston travel under the pressure simulating hydrostatic pressure in the annulus, mm, on the corresponding scale on the graph right side; 2 – Pore Pressure, the value of the cement slurry column pressure under the action of the hydrostatic pressure, MPa, on the corresponding scale on the graph left side; 3 – Filtrate Volume, the value of the filtrate volume released from the cement slurry under the pressure simulating hydrostatic pressure in the annulus, cm³, on the Volume scale on the graph right side; 4 – Gas Volume, the value of the gas volume, cm³, on the Volume scale on the graph right side; 5 – Sample Temperature, the value of the sample temperature, °C, on the corresponding scale on the graph left side

С целью повышения качества крепления в виде снижения вероятности образования заколонных перетоков были проведены испытания различных модифицированных цементных систем, обработанных газоблокаторами компрессионного типа на латексной основе, а также на основе синтетических сульфированных полимеров и полимеров на основе акриловой кислоты известных производителей.

Применение таких цементных систем позволяет стабилизировать структурно-реологические свойства раствора, снизить его фильтрацию и предотвратить образование каналов миграции флюидов.

На рис. 3 приведен характерный график процесса формирования цементного камня без миграции газа. Данный график отражает классический профиль кривых в случае, когда миграции газа сквозь образец не произошло.

Об этом свидетельствует идентичность роста значений Gas Volume и Filtrate Volume на кривых графика при том, что давление, передаваемое цементной системой раствор – камень (Pore Pressure), снизилось до минимальных значений, что, в свою очередь, говорит о переходе из периода структурообразования и схватывания в период твердения.

Заключение

В результате исследований цементных систем становится очевидным, что использование специализированных добавок позволяет повысить качество крепления обсадных колонн с точки зрения решения проблемы миграции пластовых флюидов по каналам, образовавшимся в цементном камне на начальном этапе его формирования.

Таким образом, благодаря использованию данного испытательного стенда появля-

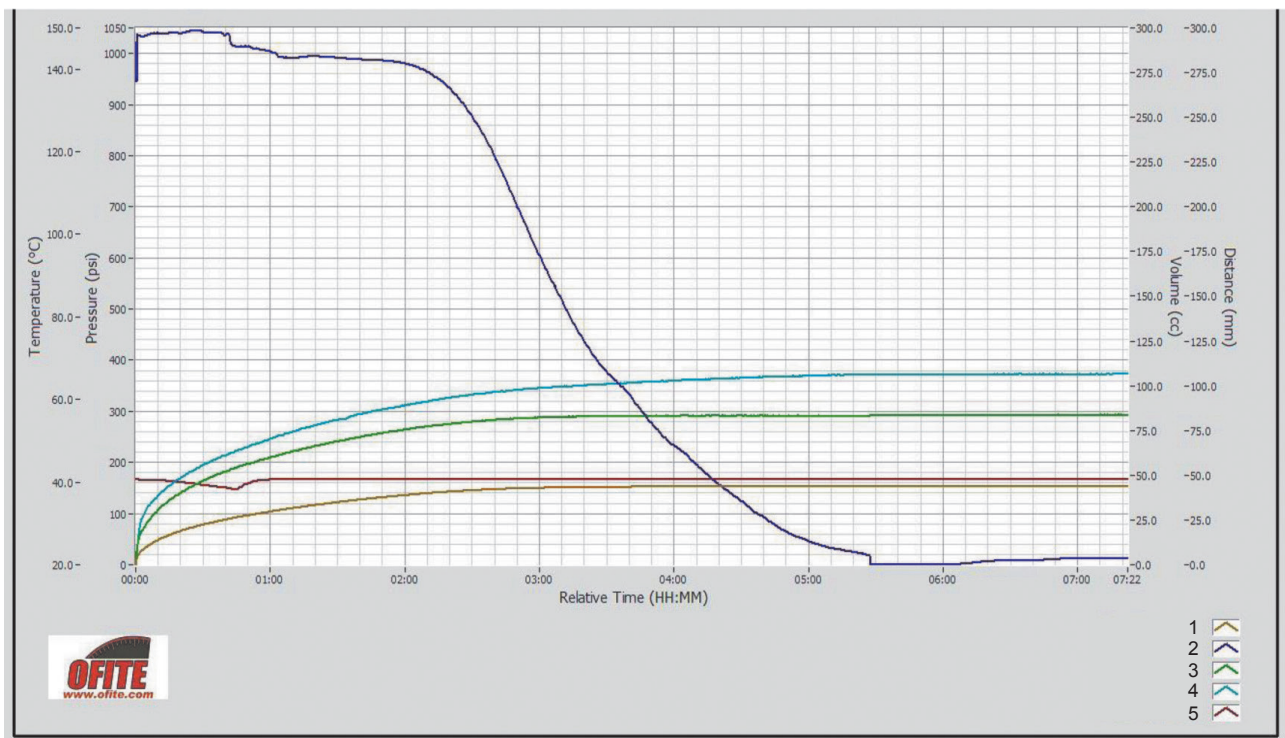


Рис. 3. График протекающих процессов в цементном растворе без миграции газа

Условные обозначения см. в подписи к рис. 2

Fig. 3. Graph of the processes occurring in the cement slurry without gas migration

For the legend see the caption to Fig. 2



ется возможность сравнения разных рецептур цементных систем для определения оптимального состава тампонажного раствора под конкретные условия строительства скважин.

Рассмотренная тема может быть использована в качестве основы для дальнейшего изучения и анализа актуальных разработок в области предотвращения заколонных перетоков по причине миграции газа.

Список источников

1. Гасумов Р.А., Гридин В.А., Овчаров С.Н., Гасумов Э.Р. Исследование причин заколонных проявлений при цементировании скважин эксплуатационной колонны // Наука. Инновации. Технологии. 2017. № 4. С. 125–136.
2. Егорова Е.В., Выборнова Т.С. Анализ образования флюидопроявляющих каналов в зацементированном пространстве скважин и мероприятия по обеспечению качественной крепи // Деловой журнал Neftegaz.ru. 2017. № 2. С. 46–49. Режим доступа: <https://neftgaz.ru/science/development/331551-analiz-obrazovaniya-flyuidoproayavlyayushchikh-kanalov-v-zatsementirovannom-prostranstve-skvazhin-i-m/?ysclid=lw4d8kzzvq821251377> (дата обращения: 26.02.2024).
3. Пискунов А.И. Заколонные перетоки и анализ причин их появления // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2014. № 1. С. 141–144. EDN: SVSDSV.
4. Чжу Д.П. Анализатор миграции газа производства компании OFI Testing Equipment, Inc // Бурение и нефть. 2008. № 3. С. 49–51. EDN: KXUNBN.
5. Булатов А.И., Макаренко П.П., Будников В.Ф. Теория и практика заканчивания скважин. В 5 т. Т. 3. М.: Недра, 1998. 410 с.
6. Bonett A., Pafitis D. Getting to the root of gas migration // Oilfield Review. 1996. Iss. 8. P. 36–49.
7. Tao C., Rosenbaum E., Kutchko B.G., Massoudi M. A brief review of gas migration in oilwell cement slurries // Energies. 2021. Vol. 14. Iss. 9. P. 2369. <https://doi.org/10.3390/en14092369>.
8. Nelson E.B., Guillot D. Well cementing. Houston: Schlumberger, 2006. 774 p.
9. Курбанов Я.М., Черемисина Н.А. Анализ технических решений по предотвращению поступления пластовых флюидов в заколонное пространство скважины в период ожидания затвердевания цемента // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2019. № 5. С. 64–71. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-5-64-71>. EDN: NTONBN.
10. Лихушин А.М., Киршин В.И. Проектирование высокогерметичных подземных хранилищ газа для хранения гелия или гелиевого концентрата // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2015. № 3. С. 68–72. EDN: WJGQCT.
11. Кашкапеев С.В., Новиков С.С. Особенности образования межколонных давлений в скважине и комплекс исследований для их диагностики // Газовая промышленность. 2018. № 8. С. 54–59. EDN: XYUNPN.
12. Буглов Н.А., Бутакова Л.А., Шакирова Э.В., Аверкина Е.В. Использование отходов кремниевого производства в качестве добавок, улучшающих технологические показатели тампонажных растворов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333. № 6. С. 122–130. <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/6/3428>. EDN: HUPJMW.
13. Курбанов Я.М., Черемисина Н.А. Анализ технических решений по предотвращению поступления пластовых флюидов в заколонное пространство скважины в период ожидания затвердевания цемента // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2019. № 5. С. 64–71. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-5-64-71>. EDN: NTONBN.
14. Салахов Р.М., Нургалиев А.Р. Разработка рецептуры тампонажного раствора для предупреждения газопорыва в период ожидания затвердевания цемента // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2019. Т. 1. С. 197–199. EDN: JXCQBZ.
15. Анисеева Э.С. Проблема фильтрации флюида через цементный камень на газовых месторождениях с низкой проницаемостью коллектора // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. № 3. С. 61–75. <https://doi.org/10.29222/irpng.2078-5712.2021-34.art5>. EDN: BAAUIG.
16. Al-Yami A.S., Nasr-El-Din H.A., Humaidi A.S. An innovative cement formula to prevent gas migration problems in HT/HP wells // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. The Woodlands: Society of Petroleum Engineers, 2009. <https://doi.org/10.2118/120885-MS>.
17. Ozyurtkan M.H., Altun G., Mihcakan I.M., Serpen U. An experimental study on mitigation of oil well cement gas permeability // International Petroleum Technology Conference. Beijing, 2013. <https://doi.org/10.2523/IPTC-16577-MS>.
18. Мухаметшин Д.М., Ваганов Ю.В., Билецкий А.А., Мухаметшин А.Д. Анализ причин возникновения межколонных давлений в нефтяных скважинах на месторождениях Тюменской области // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2022. № 4. С. 119–127. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2022-4-119-127>. EDN: QDWFIX.
19. Блинов П.А., Шаньширов А.В., Черемшанцев Д.М., Кузнецова Н.Ю., Никишин В.В. Анализ и выбор тампонажной смеси, устойчивой к динамическим нагрузкам, с целью повышения качества герметичности крепи в затрубном пространстве // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333. № 11. С. 115–123. <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/11/3726>. EDN: HWELIO.

References

1. Gasumov R.R., Gridin V.A., Ovcharov S.N., Gasumov E.R. Research the causes of annular manifestations during cementing of wells production casing. *Science. Innovations. Technologies*. 2017;4:125-136. (In Russ.).



2. Egorova E.V., Vybornova T.S. Analysis of fluid channel formation in the cemented space of wells and measures to ensure high-quality support. *Business magazine Neftegaz.ru*. 2017;2:46-49. Available from: <https://neftegaz.ru/science/development/331551-analiz-obrazovaniya-flyuidoproyavlyayushchikh-kanalov-v-zatsementirovannom-prostranstve-skvazhin-i-m/?ysclid=lw4d8kzzvq821251377> [Accessed 26th February 2024]. (In Russ.).
3. Piskunov A.I. Behind-the-casing flows and analysis of the causes of their occurrence. *Problems of hydrocarbon and ore mineral deposit development*. 2014;1:141-144. (In Russ.). EDN: SVSDSV.
4. Zhu D.P. Gas migration analyzer of company OFI Testing Equipment, Inc. *Drilling and Oil*. 2008;3:49-51. (In Russ.). EDN: KXUNBH.
5. Bulatov A.I., Makarenko P.P., Budnikov V.F. *Theory and practice of well completion*. In 5 vol. Vol. 3. Moscow: Nedra; 1998, 410 p. (In Russ.).
6. Bonett A., Pafitis D. Getting to the root of gas migration. *Oilfield Review*. 1996;8:36-49.
7. Tao C., Rosenbaum E., Kutchko B.G., Massoudi M. A brief review of gas migration in oilwell cement slurries. *Energies*. 2021;14(9):2369. <https://doi.org/10.3390/en14092369>.
8. Nelson E.B., Guillot D. *Well cementing*. Houston: Schlumberger, 2006. 774 p.
9. Kurbanov Ya.M., Cheremisina N.A. Analysis of technical solutions for preventing admission of formation fluids in the annular space of the well during the waiting on cement time. *Oil and Gas Studies*. 2019;5:64-71. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-5-64-71>. EDN: NTONBN.
10. Likhushin A.M., Kirshin V.I. Designing high-tight underground gas storages to store helium or helium concentrate. *News of Gas Science: Collection of Scientific and Technical Works*. 2015;3:68-72. (In Russ.). EDN: WJGQCT.
11. Kashkapeev S.V., Novikov S.S. Special features of the intercasing pressure formation in the well and set of studies for their diagnostics. *Gas Industry Journal*. 2018;8:54-59. (In Russ.). EDN: XYUHPN.
12. Buglov N.A., Butakova L.A., Shakirova E.V., Averkina E.V. Use of silicon production wastes as additives improving the process properties of the cement slurries. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2022;333;6:122-130. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/6/3428>. EDN: HUPJMW.
13. Kurbanov Ya.M., Cheremisina N.A. Analysis of technical solutions for preventing admission of formation fluids in the annular space of the well during the waiting on cement time. *Oil and Gas Studies*. 2019;5:64-71. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-5-64-71>. EDN: NTONBN.
14. Salakhov R.M. Development of a cement slurry formulation to prevent gas breakthrough during the waiting period for cement hardening. *Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh*. 2019;1:197-199. (In Russ.). EDN: JXCQBZ.
15. Anikeeva E.S. The problem of fluid filtration through cement stone on gas fields with low reservoir permeability. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2021;3:61-75. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art5>. EDN: BAAUIG.
16. Al-Yami A.S., Nasr-El-Din H.A., Humaidi A.S. An innovative cement formula to prevent gas migration problems in HT/HP wells. In: *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. The Woodlands: Society of Petroleum Engineers; 2009. <https://doi.org/10.2118/120885-MS>.
17. Ozyurtkan M.H., Altun G., Mihcakan I.M., Serpen U. An experimental study on mitigation of oil well cement gas permeability. In: *International Petroleum Technology Conference*. Beijing; 2013. <https://doi.org/10.2523/IPTC-16577-MS>.
18. Mukhametshin D.M., Vaganov Yu.V., Biletskiy A.A., Mukhametshin A.D. An analysis of casing pressure causes in oil wells at the fields of Tyumen Region. *Oil and Gas Studies*. 2022;4:119-127. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2022-4-119-127>. EDN: QDWFIX.
19. Blinov P.A., Shansherov A.V., Cheremshantsev D.M., Kuznetsova N.Yu., Nikishin V.V. Analysis and selection of a grouting mixture, resistant to dynamic loads, in order to improve the support tightness quality in the annulus. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2022;333(11):115-123 (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/11/3726>. EDN: HWELIO.

Информация об авторах / Information about the authors



Аверкина Елена Владимировна,

старший преподаватель кафедры нефтегазового дела,
Институт недропользования,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия,

✉ averkina@ex.istu.edu
<https://orcid.org/0000-0002-5492-4079>

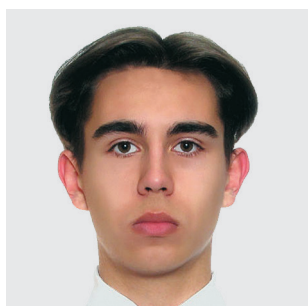
Elena V. Averkina,

Senior Lecturer of the Department of Oil and Gas Engineering,
Institute of Subsoil Use,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russia,

✉ averkina@ex.istu.edu
<https://orcid.org/0000-0002-5492-4079>



Коротков Алексей Валерьевич,
заведующий учебно-исследовательской лабораторией
буровых растворов и крепления скважин,
магистрант,
Институт недропользования,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия,
korotkov@ex.istu.edu
[https://orcid.org/ 0009-0008-4293-7607](https://orcid.org/0009-0008-4293-7607)
Alexey V. Korotkov,
Head of the Research Laboratory of Drilling Muds and Well Cementing,
Master's Degree Student,
Institute of Subsoil Use,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russia,
korotkov@ex.istu.edu
[https://orcid.org/ 0009-0008-4293-7607](https://orcid.org/0009-0008-4293-7607)



Алабердин Лев Сергеевич,
студент,
Институт недропользования,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия,
leffalab@gmail.com
<https://orcid.org/0009-0007-2953-2405>
Lev S. Alaberdin,
Student,
Institute of Subsoil Use,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russia,
leffalab@gmail.com
<https://orcid.org/0009-0007-2953-2405>

Вклад авторов / Contribution of the authors

Е.В. Аверкина – разработка концепции статьи, написание текста статьи, анализ и обсуждение результатов.

А.В. Коротков – проведение исследований, анализ и интерпретация полученных данных, написание текста статьи, обсуждение результатов.

Л.С. Алабердин – подбор и анализ литературы, написание текста статьи, оформление статьи по требованиям

Elena V. Averkina developed the concept and wrote the text of the article, analyzed and discussed the results.
Aleksey V. Korotkov conducted the research, analyzed and interpreted the data obtained, wrote the text of the article, discussed the results.

Lev S. Alaberdin selected and reviewed the literature, wrote the text of the article, formatted the article according to the requirements.

Конфликт интересов / Conflict of interests

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

The authors declare no conflicts of interests.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Информация о статье / Information about the article

Статья поступила в редакцию 14.03.2024; одобрена после рецензирования 29.03.2024; принята к публикации 08.04.2024.

The article was submitted 14.03.2024; approved after reviewing 29.03.2024; accepted for publication 08.04.2024.